

202102338



Ministerie van Economische Zaken
en Klimaat

> Retouradres Postbus 20401 2500 EK Den Haag

Bureau Kabinetsformatie
Postbus 20018
2500 EA DEN HAAG

TWEEDE KAMER
DER
STATEN-GENERAAL

Ingevoerd op 29 OKT 2021

DIENST Getitie Nr.

Datum 28 OKT 2021
Betreft Verzoek informateur aan EZK (kenmerk 202102330)

Geachte heer Rutte,

U heeft ons het verzoek (kenmerk 202102330) doen toekomen van de informateurs. Bijgaand treft u de antwoorden op de gestelde vragen. Wij vragen u deze informatie door te geleiden naar de informateurs.


Stef Blöf
Minister van Economische Zaken en Klimaat

Bureau Bestuursraad

Bezoekadres

Bezuidenhoutseweg 73
2594 AC Den Haag

Postadres

Postbus 20401
2500 EK Den Haag

Overheidsidentificatienr

00000001003214369000

T 070 379 8911 (algemeen)

F 070 378 6100 (algemeen)

www.rijksoverheid.nl/ezk

Ons kenmerk

BBR / 21266340

Uw kenmerk

202102330

Bijlage(n)

6

202102338

Gevraagde informatie (kenmerk 202102330)

1) Vragen over CO2-heffing

Wat zijn de voor- en nadelen van een vlakke heffing, marginale heffing, een bodem/minimumprijs en het afschaffen van een nationale CO2-heffing? Hierbij kijkend naar een verschillende hoogtes van de desbetreffende opties.

2) Vragen over energiebelasting

Welke aanpassingen in de energiebelasting kunnen gemaakt worden om verduurzaming te stimuleren bij de industrie en de landbouw? Wat zijn de effecten daarvan op het vestigingsklimaat en op de wegtek?

3) Vragen over gaswinning

Wat is de huidige en geprojecteerde gaswinningsprojecten op de Noordzee en Waddenzee? Wat zijn de financiële en juridische consequenties van het stoppen met gasboringen op de Waddenzee?

4) Buitenland

Wat zien we m.b.t. doel en kernenergie/kolen/gas?

5) Wind op zee

Wat is er nodig om dit te realiseren? Van bouwparken tot aanlanding kabels.

6) Kernenergie

Wat is mogelijke rol overheid (risico's, financiering)? Wat is in internationaal vergelijking te leren van UK, Finland, Frankrijk, Duitsland etc.

1) Vragen over CO₂-heffing

Bij ontwerp van de huidige CO₂-heffing zijn de verschillende opties beoordeeld. Er is gekozen voor een marginale heffing, maar er zijn dus ook andere vormen van CO₂-heffingen denkbaar, waarbij ook verschillende hoogtes van het belastingtarief kunnen worden voorzien. Er zijn vier aspecten van dergelijke heffingen te onderkennen (ten opzichte van een situatie waarbij er geen heffing is), waarbij de mate van het effect afhangt van de vormgeving van de heffing.

Deze drie aspecten zijn:

- **CO₂-reductie in Nederland:** Hoe hoger het belastingtarief en hoe groter de grondslag, hoe groter ook de prikkel tot CO₂-reductie zal zijn bij het bedrijfsleven in Nederland;
- **Belastingdruk / internationale concurrentiepositie:** Hoe hoger het belastingtarief en hoe groter de grondslag, hoe hoger de belastingopbrengst en hoe groter de mate waarin de internationale concurrentiepositie van het bedrijfsleven wordt aangetast. Momenteel is Nederland het enige land met een (substantiële) nationale heffing bovenop het ETS. Aantasting van de internationale concurrentiepositie brengt het risico mee van verplaatsing van economische activiteiten en de daarmee gepaard gaande CO₂-uitstoot (weglek);
- **(On)zekerheid over kosten CO₂-uitstoot in Nederland:** Nationale heffingen kunnen afhankelijk worden gemaakt van de prijs van uitstoot in het Europese emissiehandelssysteem EU ETS. Door de tarifiering als een zogenaamde minimumprijs vorm te geven, waarbij de ETS-prijs in mindering wordt gebracht op de minimumprijs, ontstaat voor bedrijven zekerheid over de totale kosten van CO₂-uitstoot voor bedrijven.

Onderstaande tabel heeft een korte appreciatie van de voor- en nadelen voor de verschillende heffingen. Deze zijn hieronder nader toegelicht.

	CO ₂ reductie in Nederland	Belastingdruk / Internationale concurrentiepositie en risico op CO ₂ -weglek	Zekerheid over kosten van CO ₂ -uitstoot in Nederland
Marginale heffing <i>(huidige heffing)</i>	++	-	Deels (bij lage ETS-prijs wel, bij hoge ETS-prijs niet)
Hoge vlakke heffing	++++	----	Nee
Hoge minimumprijs	+++	---	Deels (bij lage ETS-prijs wel, bij hoge ETS-prijs niet)
Lage vlakke heffing	+	--	Nee
Lage minimumprijs	0/+	-/0	Deels (bij lage ETS-prijs wel, bij hoge ETS-prijs niet)
Geen CO₂-heffing	0	0	Nee

Tenzij anders aangegeven, wordt er in het vervolg van dit stuk van uit gegaan dat een heffing, conform de huidige CO₂-heffing industrie, steeds betrekking heeft op de (voornamelijk) ETS-uitstoot van grote industriële uitstoters. Het is mogelijk de grondslag uit te breiden naar bijvoorbeeld andere sectoren (zoals glastuinbouw en gebouwde omgeving).

Omschrijving varianten

Marginale heffing (huidige heffing)

Omschrijving

- De huidige CO₂-heffing industrie is vormgegeven als een marginale heffing. Deze heffing is vormgegeven als een heffing met een hoog tarief over de tonnen die gereduceerd moeten worden met het oog op de reductiedoelstelling in doeljaar (nu: 2030). Het prijspad is nu vastgesteld op 30 euro per ton in 2021 en loopt op tot 125 euro per ton in 2030.
- Over de tonnen die in het doeljaar nog niet vermeden hoeven zijn, wordt nog geen heffing opgelegd. Het tarief over de te vermijden tonnen is vormgegeven als een CO₂-minimumprijs: de nationale heffing is het verschil tussen het tarief en de emissieprijs in het Europese emissiehandelssysteem EU ETS.
- De huidige heffing kan zo worden aangepast dat een hoger/lager doel wordt geborgd met meer/minder zekerheid op doelbereik. Daarnaast is de heffing op het 2030 reductiedoel gericht. De jaren na 2030 blijft de heffing constant. Indien gewenst zouden reductiedoelen voor latere jaren (2035, 2040, etc.) opgenomen kunnen worden met navenante aanscherpingen in de grondslag en tarief in lijn met deze doelstellingen in de latere jaren.

Voordelen

- De heffing kan een vooraf vastgestelde nationale reductieopgave borgen en tegelijkertijd voorkomen dat bedrijven en/of productie naar het buitenland vertrekken of investeringsbereidheid in Nederland reduceert. Dit gebeurt door een hoog tarief te heffen over de tonnen die gereduceerd moeten zijn voor de reductiedoelstelling. Over de tonnen die in het doeljaar nog niet vermeden hoeven zijn wordt nog een heffing opgelegd. De reden is dat over de relatief eenvoudig te vermijden tonnen CO₂ een grote reductieprikkel gegeven kan worden door middel van een relatief hoog tarief. Tegelijkertijd zorgt het toekennen van vrijgestelde emissieruimte ervoor dat over op korte termijn moeilijk te vermijden tonnen CO₂ geen heffing wordt opgelegd. Daardoor blijft investeringsruimte en de concurrentiepositie van Nederlandse industrie t.o.v. het buitenland zo veel mogelijk behouden;
- De vormgeving als een CO₂-minimumprijs geeft bedrijven zekerheid over de kosten die CO₂-uitstoot voor hen zal hebben in de komende jaren.
- De heffing verschafft de bedrijven zekerheid over de CO₂-reductie die de overheid de komende periode van hen verlangt. Door met middellange termijn doelen te werken en hier geloofwaardig aan te committeren, kunnen bedrijven vroegtijdig hun investeringsbeslissingen hierop afstemmen.

Nadeel

- Hoewel met een marginale heffing zo veel mogelijk additionele fiscale lastendruk voorkomen wordt, kan deze niet voorkomen dat bedrijven extra kosten moeten maken voor investeringen in CO₂-reductie. Voor zoverre deze investeringen niet ondersteund worden door subsidies (zoals SDE++) leiden deze tot een verslechtering van de concurrentiepositie van betreffende bedrijven. Voor zoverre andere landen geen beprijzende of normerende nationale klimaatmaatregelen nemen, en de ETS-prijs achterblijft of het nationale heffingstarief, zorgt dit (op korte termijn) voor een verslechtering van de concurrentiepositie van Nederlandse bedrijven. Dit kan leiden tot verplaatsingseffecten van werkgelegenheid en CO₂-uitstoot. PBL schat dit effect, ook door de beschikbaarheid van subsidiemiddelen, met de huidige vormgeving in als gering. Verdere aanscherping van EU-instrumentarium (zoals aanscherping EU ETS en invoering van een koolstofheffing aan de Europese buitengrens) kunnen dit effect verder verkleinen.

Vlakke heffing – hoog tarief

Omschrijving

Er wordt een beperkte CO₂-heffing voor ETS-bedrijven opgelegd bovenop de ETS-prijs (ordegrootte: oplopend tot 100 euro per ton in 2030). Dit tarief geldt voor alle CO₂-uitstoot van een bedrijf. Alternatief is om dit indirect vorm te geven via tariefverhogingen in de hogere schijven van de energiebelasting in combinatie met afschaffing van vrijstellingen; daarmee kan een bredere doelgroep dan alleen de ETS-industrie bereikt worden.

Voordeel

- Er ontstaat een relatief grote additionele prikkel voor bedrijven om hun CO₂-uitstoot naar beneden te brengen.

Nadeel

- De maatregel zal leiden een forse lastenverzwaring voor de betreffende bedrijven. Bij de huidige uitstootcijfers, waarvan de bedoeling is dat deze zullen dalen, zal een vlak tarief van 100 euro/ton een gemiddeld ETS-bedrijf ca. 19 mln. euro per jaar kosten, met uitschieters tot 1,1 mld. euro per jaar. Dat leidt tot een forse verslechtering van de concurrentiepositie van deze bedrijven en daarmee naar verwachting forse verplaatsingseffecten van werkgelegenheid en CO₂. Vooral de energie-intensieve industrie komt voor hoge, op korte termijn onvermijdbare kosten te staan.

Minimumprijs – hoog tarief

Omschrijving

Er wordt een minimumprijs geïntroduceerd voor ETS-bedrijven, qua vormgeving vergelijkbaar met de CO₂-minimumprijs voor elektriciteitsopwekking. Deze minimumprijs geldt voor alle CO₂-uitstoot van een bedrijf. Als de minimumprijs in een bepaald jaar hoger is dan de ETS-prijs, moeten betreffende bedrijven het verschil betalen tussen de minimumprijs en de ETS-prijs. Er wordt in deze variant gekozen voor een tarief in de ordegrrootte oplopend tot 100 euro per ton in 2030.

Voordeel

- In combinatie met het ETS ontstaat een grote prikkel voor bedrijven om hun CO₂-uitstoot naar beneden te brengen.
- De vormgeving als een CO₂-minimumprijs geeft bedrijven zekerheid over de kosten die CO₂-uitstoot voor hen zal hebben in de komende jaren.

Nadeel

- De maatregel zal leiden tot een lastenverzwaring voor de betreffende bedrijven, wat gemiddeld genomen waarschijnlijk zal leiden tot een verslechtering van de concurrentiepositie van deze bedrijven en daarmee naar verwachting forse verplaatsingseffecten van werkgelegenheid en CO₂. Dit is wel afhankelijk van de ETS-prijs ontwikkeling de komende jaren.

Vlakke heffing – laag tarief:

Omschrijving

Er wordt een beperkte CO₂-heffing voor ETS-bedrijven opgelegd bovenop de ETS-prijs (ordegrrootte: 2 euro per ton). Dit tarief geldt voor alle CO₂-uitstoot van een bedrijf. Alternatief is om dit indirect vorm te geven via tariefverhogingen in de hogere schijven van de energiebelasting in combinatie met afschaffing van vrijstellingen; daarmee kan een bredere doelgroep dan alleen de ETS-industrie bereikt worden.

Voordeel

- Er ontstaat een beperkte additionele prikkel voor bedrijven om hun CO₂-uitstoot naar beneden te brengen.

Nadeel

- De maatregel leidt gemiddeld genomen tot een beperkte lastenverzwaring voor de betreffende bedrijven. Bij de huidige uitstootcijfers, waarvan de verwachting is dat deze zullen dalen, zal een vlakke heffing van 2 euro/ton een gemiddeld ETS-bedrijf ca. 374.000 euro per jaar kosten. Gemiddeld genomen leidt dit tot een beperkte verslechtering van de concurrentiepositie van deze bedrijven en daarmee beperkte verplaatsingseffecten van werkgelegenheid en CO₂. Er zijn uitschieters, tot 22 mln. euro per jaar, waar de kosten ook dan relatief hoog liggen.

Minimumprijs – laag tarief:

Omschrijving

Er wordt een minimumprijs geïntroduceerd voor ETS-bedrijven, qua vormgeving vergelijkbaar met de CO₂-minimumprijs voor elektriciteitsopwekking. Als de minimumprijs in een bepaald jaar hoger is dan de ETS-prijs, moeten betreffende bedrijven het verschil betalen tussen de minimumprijs en de ETS-prijs. Er wordt in deze variant gekozen voor een tarief dat vermoedelijk lager zal liggen dan de ETS-prijs.

Voordelen

- De vormgeving als een CO₂-minimumprijs geeft bedrijven zekerheid over de kosten die CO₂-uitstoot voor hen zal hebben in de komende jaren.
- Doordat de minimumprijs naar verwachting lager zal blijven dan de ETS-prijs, zal de concurrentiepositie van Nederlandse bedrijven beperkt aangetast worden.

Nadeel

- Er gaat naar verwachting geen additionele prikkel uit van de minimumprijs bovenop het ETS

Afschaffen nationale heffing:

Omschrijving

De CO₂-heffing zoals afgesproken in het Klimaatakkoord wordt afgeschaft.

Voordeel

- Voor zoverre de concurrentiepositie door invoering van de CO₂-heffing industrie verslechterd werd, wordt dit door afschaffing ongedaan gemaakt.

Nadelen

- De borging op het behalen van de nationale reductiedoelstelling in de industrie wordt weggenomen. Dit komt doordat de sector als geheel onvoldoende geprikkeld wordt om de vereiste investeringen in CO₂-reductie te doen. Met enkel het EU-ETS als borging, komt het nationale reductiedoel voor de industrie in gevaar. Het EU-ETS heeft minder ambitieuze doelen dan de huidige CO₂-heffing en stuurt op EU-brede reductie, waardoor de kans bestaat dat reductie elders in Europa, en in mindere mate in Nederland, plaats zal vinden.
- Naar verwachting verhoogt de aanwezigheid van de CO₂-heffing de efficiëntie van de SDE++ . Bedrijven ondervinden al een sterke prikkel van de heffing om te verduurzamen. Dit verhoogt de concurrentie binnen de SDE++ en de prikkel tot scherpe inschrijvingen voor SDE++-middelen.
- Bedrijven hebben door de fluctuerende ETS-prijs geen zekerheid over de kosten die CO₂-uitstoot voor hen zal hebben in de komende jaren.

2) Vragen over energiebelasting

Er zijn drie mogelijkheden om de energiebelasting aan te passen en zo de prikkel tot verduurzaming te vergroten in de industrie en landbouw. Dit zijn:

- 1) De belasting op gas verhogen en op elektriciteit te verlagen in de schijven 2-4.
- 2) Tariefstructuur minder degressief maken door het tarief op gas (en elektriciteit) te verhogen in de 3 en 4 schijf.
- 3) Fiscale regelingen uitfaseren (vrijstellingen)

Onderstaande tabel heeft een korte appreciatie van de voor- en nadelen voor de verschillende heffingen. Deze zijn hieronder nader toegelicht.

	Elektrificatie prikkel	Prikkel tot minder gasverbruik	Belastingdruk / Internationale concurrentiepositie en risico op CO₂-weglek
Gas tarief verhogen, elektriciteitstarief verlagen; schijf 2-4	+++	+++	Afhankelijk van of de bedrijfsprocessen goed te elektrificeren zijn; zo ja op termijn klein verslechtering; zo nee (grote) lastenverzwaring
Tariefstructuur minder degressief maken (hoge maatvoering)	0	+++	---
Tariefstructuur minder degressief maken (lage maatvoering)	0	+	-
Fiscale regelingen uitfaseren (vrijstellingen)	Hangt af van de vrijstelling	+++	---

Mogelijke aanpassingen (beleidsopties)

Beleidsoptie 1: belasting op gas verhogen, op elektriciteit verlagen

- De energiebelasting op gas kan worden verhoogd en op elektriciteit worden verlaagd, opdat gelijkere tarieven voor gas en elektriciteit per energie-inhoud (GJ) ontstaan. Dit levert een verduurzamingsprikkel en vervolgens verduurzamingseffect, omdat de wenselijke overschakeling naar duurzame/hernieuwbare energie (elektriciteit c.q. waterstof) wordt aangejaagd. Op korte termijn zal het leiden tot hogere kosten voor industrie en landbouw, gezien elektrificatie van bedrijfsprocessen tijd kost. Om de elektrificatie mogelijk te maken is tevens de benodigde infrastructuur nodig. Dit vraagt van de netbeheerders tijdig de elektriciteitsnetten te verzwaren.
- Bij een stapsgewijze invoering zal het weglekeffect beperkt zijn. Bij een verlaging van de tarieven van de hogere verbruiksschijven elektriciteit kan Nederland mogelijk een aantrekkelijker vestigingsplaats worden, gezien nieuwe bedrijven en investeringen eerder op elektriciteit dan op fossiel zullen zijn gebaseerd. Voor bedrijven waar elektrificatie geen optie is, zal de concurrentiepositie verslechteren voor zo ver zij van gas afhankelijk zijn en afhankelijk van hoe snel op ander energiedragers zoals waterstof over gestapt kan worden.
- Een dergelijke verbetering van de verhouding door stapsgewijze verhoging van de belasting op aardgas en verlaging van de belasting op elektriciteit is ook in lijn met het voorstel van de EU inzake de nieuwe Richtlijn Energiebelastingen (Energy Tax Directive; onderdeel van Fit for 55).

Beleidsoptie 2: Tariefstructuur minder degressief

- De degressiviteit in de tarieven (lager tarief naarmate verbruik hoger ligt) kan worden verminderd. Hierdoor wordt het gebruik van energie en de daarmee gepaard gaande uitstoot duurder, wat een prikkel tot hogere energie-efficiënte en verduurzaming oplevert door de

tarieven in de eerste schijven te verlagen of door de tarieven in de hogere verbruiksschijven te verhogen.

- Afhankelijk van de maatvoering betekent een verhoging van de tarieven in de derde en vierde schijven een forse lastenverzwaring, verlies aan concurrentiekracht van en wellicht weglek bij de industriële energie-intensieve bedrijven die internationaal concurreren en de kostenstijging niet door kunnen berekenen. Voor deze bedrijven zal het vestigingsklimaat verslechteren indien de EU-minimumtarieven niet evenredig meestijgen. Deze worden in het Commissievoorstel voor herziening van de Richtlijn Energiebelastingen maar in beperkte mate verhoogd.
- Ook in de ons omringende landen betalen deze industriële energie-intensieve bedrijven een lagere energiebelasting of zijn zij vrijgesteld. Of een tariefsverhoging dan ook daadwerkelijk zou leiden tot weglekeffecten is niet zeker en afhankelijk van meer factoren dan de fiscale behandeling van het energieverbruik. Bij een geleidelijke verhoging van de tarieven zal dat risico kleiner zijn dan bij een verhoging in een keer. Bij een geleidelijke uitfasering krijgen de bedrijven de tijd om om te schakelen, maar gelden de olopende tarieven tevens als stok achter de deur om te verduurzamen. Effecten zijn te beperken door stapsgewijze invoering.
- Afschaffing van degressiviteit is in lijn met het voorstel van de EU inzake de herziening van de Richtlijn Energiebelastingen (Energy Tax Directive) waarvan vlakke tarieven onderdeel zijn.
- Voor m.n. de ETS-industrie geldt de CO₂-heffing industrie die een bepaalde CO₂-reductie afdwingt. Voor een groot deel van de non-ETS-industrie ontbreekt een dergelijk instrument. Voor de glastuinbouw bestaat een sectoraal CO₂-plafond, waarboven de sector een heffing betaalt. Ten slotte geldt dat sommige sectoren (bv. staalproducenten en de chemiesector) beperkt geraakt worden door een tariefsverhoging omdat hun verbruik bij bepaalde processen is vrijgesteld (zie ook hierna).

Beleids optie 3: Fiscale regelingen uitfaseren (vrijstellingen)

- Tenslotte kunnen de vrijstellingen van en teruggaven op de energiebelasting, gebaseerd op de huidige EU Richtlijn Energiebelastingen, worden teruggedrongen. In onderstaande tabel is een overzicht gegeven van de verschillende regelingen voor de landbouw en de industrie. Door deze vrijstellingen af te schaffen wordt het energiegebruik en de daarmee gepaard gaande uitstoot beter geprijsd. Dit levert een prikkel op tot verduurzaming.
- Aanpassing dient zorgvuldig te gebeuren, mede omdat er geen volledig inzicht is in de gevolgen van afschaffing voor de concurrentiepositie van bedrijven. Wanneer Nederland eenzijdig vrijstellingen afschaft leidt dit mogelijk tot een verslechtering van de concurrentiepositie van de betreffende bedrijven. Hierdoor ontstaan mogelijk weglekrisico's. Ook hier geldt dat die risico's kleiner zullen zijn bij een geleidelijke uitfasering dan bij een afschaffing in een keer. Bij een geleidelijke uitfasering en internationale inzet op een gelijkwaardige belasting van het energieverbruik kunnen de nadelige effecten deels gemitigeerd worden en kan bedrijven handelingsperspectief geboden worden. Hiermee krijgen de bedrijven de tijd om om te schakelen maar geldt de aflopende vrijstelling tevens als stok achter de deur om te verduurzamen.
- Voor m.n. de ETS-industrie geldt de CO₂-heffing industrie die een bepaalde CO₂-reductie afdwingt. Voor een groot deel van de non-ETS-industrie, ontbreekt een dergelijke instrument. Voor de glastuinbouw bestaat, als tegenprestatie voor verlaagde tarieven in de energiebelasting, een sectorsysteem. Glastuinbouwbedrijven dienen voor dit systeem, naar rato van het energieverbruik, een verevening te betalen wanneer in één jaar meer CO₂ wordt uitgestoten dan de afgesproken CO₂-emissieruimte voor de sector. In theorie zou dit sectordoel sterk genoeg moeten zijn om de CO₂-reductie te behalen, maar de opzet van het systeem heeft weinig individuele prikkels en kent een vertraging in de afhandeling.¹ Conform klimaatakkoordafspraken wordt gewerkt aan een betere CO₂-reductieprikkels via een individueel prijzingsstelsel.
- In het herzieningsvoorstel voor de richtlijn energiebelastingen wordt een aantal vrijstellingen ingeperkt. Het is evenwel de vraag of het voorstel in deze vorm zal worden aangenomen mede gezien het unanimitateitsvereiste (alle landen moeten instemmen). Indien gewenst kan meer in detail worden ingegaan op de verschillende regelingen voor de landbouw en de industrie en opties om die uit te faseren.

¹ Evaluatie instrumentarium glastuinbouw, Delft: CE Delft.

- In onderstaande tabel is een overzicht gegeven van de ontwikkeling van het budgettaire belang (EB+ODE) van de verschillende fiscale regelingen voor de landbouw en de industrie. Let op: het hier vermelde budgettaire belang staat niet gelijk aan de opbrengst ingeval van het afschaffen van regelingen. Het budgettaire belang geldt voor het feitelijke gebruik en houdt geen rekening met gedragseffecten en samenhang met andere regelingen als de regeling zou worden afgeschaft. Tot slot geldt specifiek voor de ODE dat hier i.v.m. het taakstellende karakter van de regeling (de opbrengsten van de ODE worden ex-ante gekoppeld aan de SDE++ uitgaven) geen budgettaire opbrengst voor kan worden ingeboekt.

Budgettaire belang fiscale EB/ODE regelingen industrie en landbouw (in € mln)	2018	2019	2020	2021	2022
Vrijstellingen voor energie-intensieve processen	84	95	116	135	139
Vrijstelling duaal verbruik kolen	26	25	25	26	26
Inputvrijstelling kolenbelasting voor elektriciteitsopwekking	129	86	86	86	84
Inputvrijstelling energiebelasting voor elektriciteitsopwekking	310	388	687	729	741
Teruggaafregeling elektriciteit energie-intensieve processen	8	8	9	0	0
Verlaagd EB tarief glastuinbouw	115	114	138	136	131

Toelichting: context

- De energiebelasting kent momenteel een degressieve tariefstructuur (lager tarief naar mate het verbruik hoger ligt) en diverse vrijstellingen. De opslag duurzame energie- en klimaattransitie (ODE) wordt samen met de EB geheven en ingevorderd (1 aangifteformulier). Waar hierna wordt gesproken over EB, wordt EB incl. ODE bedoeld.
- De degressieve tariefstructuur en vrijstellingen zorgen ervoor dat de externe kosten van grootverbruikers vrijwel niet worden geprijsd en binnen de groep bedrijven kleinverbruikers relatief veel energiebelasting betalen. Voor de grotere industriële bedrijven is de prikkel van de energiebelasting om energie te besparen en te verduurzamen daardoor beperkt.
- Ook het gasverbruik in de glastuinbouwsector wordt vrijwel niet geprijsd. Er gelden verlaagde EB-tarieven voor aardgas in de glastuinbouwsector voor de relatief zeer hoge kleinverbruikersschijven (1e en 2e schijf), opdat bedrijven gelijk behandeld worden als andere energie-intensieve bedrijven.. Daarnaast maken zij vaak gebruik van WKK's waarbij het aardgas niet is belast (generieke vrijstelling, ook voor industrie). Tegelijkertijd is het tarief op elektriciteit relatief hoog. Dit draagt niet bij aan de verduurzaming in deze sector.
- Er is een aantal aanpassingen binnen de energiebelasting mogelijk, die ervoor zorgen dat het energieverbruik beter wordt geprijsd waardoor de prikkel om energie te besparen en te verduurzamen toeneemt. Eventueel kan deze lastenverzwaring worden gecombineerd met een lastenverlichting elders (bijvoorbeeld lagere lasten op arbeid).
- Vanuit de uitvoering is het van belang om op te merken dat het bij de verschillende maatregelen en veranderingen een groot verschil maakt of er sprake is van uitsluitend (geleidelijke) tariefswijzigingen, of dat er structurele wijzigingen zullen worden doorgevoerd die ingrijpen op de systematiek. Het (uiteindelijk) afschaffen van de degressiviteit en het afschaffen van vrijstellingen en bijzondere tarieven, zal een vereenvoudiging betekenen.
- Een kosteneffectieve energietransitie vereist een betere beprijzing van CO2-uitstoot zodat de juiste prikkels gegeven worden aan de industrie en landbouw (glastuinbouw met name) om verduurzamingsinvesteringen te doen. Het IBO Financiering Energietransitie, de toekomstverkenning Opslag Duurzame Energie en de evaluatie Energiebelasting identificeren oplossingsrichtingen zoals het in balans brengen van de belasting op elektriciteit en aardgas, het verminderen van de degressiviteit en het uitfaseren of inperken van vrijstellingen (inputvrijstelling voor WKK, verlaagd tarief voor aardgas in de glastuinbouw en energie-intensieve procedés).

3) Gaswinning

Huidige en projecteerde winning

- Uit het jaarverslag 2020 Delfstoffen en Aardwarmte in Nederland van TNO² blijkt dat in 2020 9.4 miljard Nm³ aan aardgas is gewonnen op zee en 3.9 miljard Nm³ uit kleine velden op land incl. Waddenzee. In totaal dus 13,3 miljard Nm³. Ter illustratie, het totaal aardgasverbruik in Nederland was in 2020 39 miljard Nm³³.
- In het jaarverslag is tevens een raming opgenomen van de voorraad aardgas uit Nederlandse kleine velden. De aardgasvoorraad was per 1 januari 2021 131,6 miljard Nm³.
- Deze aardgasvoorraad bestaat uit aangetoonde voorraden waar reeds winning plaatsvindt (28,4 miljard Nm³ op land incl Waddenzee; 57,4 miljard Nm³ op zee) en voorwaardelijke voorraad in afwachting van winning (32,9 miljard Nm³ op land incl Waddenzee; 12,9 miljard Nm³ op zee).
- Daarnaast is de verwachting dat er tot en met 2045 nog 74 miljard m³ Geq wordt geproduceerd uit nog te ontdekken voorkomens, waarvan 10 miljard m³ Geq op land incl Waddenzee en 64 miljard m³ Geq op zee. Hieruit blijkt dat de toekomstige winning uit Nederlandse kleine velden in grote mate afhankelijk van winning is uit nog te ontdekken voorkomens.
- Onder de Waddenzee ligt een relatief grote hoeveelheid gas, de winbare hoeveelheden worden op dit moment geschat op ongeveer 10 – 15 miljard Nm³. De Waddenwinningen (Blija-Ferweradeel, Ameland Oost, Ameland Westgat, Nes, Moddergat en Lauwersoog) vallen onder de winningsvergunning Noord-Friesland. Onder die vergunning werd in 2020 1,4 miljard Nm³ gas gewonnen.

Juridische en financiële consequenties van stoppen met gasboringen op de Waddenzee

- Het is belangrijk om onderscheid te maken tussen boren (is nodig om aan te tonen dat er gas zit) en winnen van gas (langdurige activiteit). En tussen op, in of onder de Waddenzee.
- Op dit moment geldt dat nieuwe mijnbouwactiviteiten in of op de Waddenzee verboden zijn (volgt uit de planologische kernbeslissing Waddenzee). Dat betekent dat geen nieuwe mijnbouwwerken in de Waddenzee geplaatst mogen worden.
- Voorts is in de Mijnbouwwet opgenomen dat geen omgevingsvergunning verleend wordt voor een nieuw mijnbouwwerk op de Waddeneilanden of in de Noordzeekustzone (7 kilometer vanaf de noordkant van de Waddeneilanden). Hierdoor wordt zichthinder zoveel mogelijk voorkomen. Bestaande mijnbouwwerken (zoals bij Ameland) mogen op grond van de bestaande vergunningen wel gas winnen. Gaswinning onder de Waddenzee (bestaand en nieuw) met een mijnbouwwerk op land is toegestaan. Het gasveld dat onder de Waddenzee is gelegen wordt dan schuin aangeboord vanaf land. Voorbeelden zijn Moddergat/Vierhuizen/Lauwersoog en de beoogde gaswinning vanaf Ternaard. Hierbij geldt dat gaswinning alleen is toegestaan met het hand aan de kraanprincipe waarbij geen schade aan de natuur mag optreden.
- Binnen de huidige wet heeft de minister geen mogelijkheden de vergunning voor Ternaard te weigeren⁴. Middels een wetswijziging zou bewerkstelligd kunnen worden dat gaswinning onder de Waddenzee ook verboden wordt. In de lopende procedure voor Ternaard betekent dit dat weigeren om in te stemmen met het winningsplan vooruitlopend op een wetswijziging op gespannen voet staat met de rechtszekerheid voor NAM. De minister kan onbehoorlijk bestuur verweten worden. NAM heeft reeds forse investeringen gedaan en mocht op grond van het bestaande wettelijk kader vertrouwen op een positief besluit van de minister. De vraag is of dit stand houdt in een eventuele beroepsprocedure. De Staat zal NAM een schadevergoeding moeten betalen. Mocht NAM zijn vergunning verkopen dan doet dit hier niets aan af. Immers als er een verbod op gaswinning onder de Waddenzee komt verliest de vergunning haar waarde, deze zal vergoed moeten worden aan NAM of de nieuwe operator.
- Voor het intrekken van de bestaande instemming met winningsplannen en vergunning zijn nieuwe intrekingsgronden in de Mijnbouwwet nodig en dit vergt dus wetswijziging. Tevens kan dit deels onteigening (het gas onder de Waddenzee is eigendom van NAM en kan niet meer worden gewonnen) en deels regulering van eigendom (de mijnbouwwerken die NAM niet langer

² TNO (2020) 'Jaarverslag 2020 Delfstoffen en Aardwarmte in Nederland'. https://www.nlog.nl/sites/default/files/2021-08/jaarverslag_2020_delfstoffen_en_aardwarmte_in_nederland_30082021_0.pdf

³ Aardgashoeveelheden worden weergegeven in Normaal kubieke meters (Nm³). "Normaal" heeft betrekking op de referentiecondities 0 °C en 101,325 kPa: 1 Nm³ = 0,9475 Sm³ of In Groningen aardgasequivalent (m³ Geq) van 35,17 Megajoules bovenwaarde per m³ bij 0 °C en 101,325 kPan

⁴ Zie advies Rijksuniversiteit Groningen, Kamerstuk 33529, nr. 906

kan gebruiken)⁵, ook hier zal een schadevergoeding betaald moeten worden. De Staat is verplicht bij iedere onteigening tot volledige schadevergoeding. Operators krijgen volledige vergoeding van vermogensverlies, gedeerde inkomsten en gemaakte kosten als gevolg van het voortijdig stoppen van de gaswinning. Hieronder is een, niet uitputtende, lijst van gedeerde inkomsten en additionele kosten opgenomen. De daadwerkelijke gedeerde inkomsten en kosten zullen naar verwachting nog hoger liggen.

- Er is nog circa 10-15 miljard Nm³ aan winbare volumes onder de Waddenzee die een waarde voor operators representeren van circa € 0,4- 0,6 mld⁶.
- Als gevolg van het direct stoppen worden operators naar verwachting geconfronteerd met kosten in verband met ontslag van personeel en het versneld afschrijven en opruimen van mijnbouwinstallaties. De omvang van deze kosten is niet bekend.
- Bij het beëindigen van gaswinning onder de Waddenzee loopt ook de Staat veel inkomsten mis. Er wordt dan nog steeds gas geconsumeerd, maar het geld dat Nederlandse burgers en bedrijven daaraan besteden gaat met name naar Rusland en Noorwegen. Naar inschatting gaat het om circa € 0,9-1,4 mld voor gaswinning onder de Waddenzee, hierbij gerekend met een gasprijs van 19 ct/m³. In de gasbatenraming van de begroting staat meerjarig 35 mln. voor Kleine Veldenproductie geraamd.
- Voortijdige beëindiging van aardgaswinning onder de Waddenzee maakt Nederland meer afhankelijk van de import van aardgas (met name Rusland) en brengt – afhankelijk van het tempo waarin dit gebeurt – risico's voor leveringszekerheid met zich mee. Dit gezien de grote rol van aardgas in de Nederlandse energiehuishouding.
- Voortijdige beëindiging van gaswinning onder de Waddenzee kan er voorts toe leiden dat operators minder gaan investeren in gaswinning op zee, doordat het intrekken van vergunningen onder de Waddenzee operators afschrikt en de voortijdige beëindiging ertoe leidt dat de meest rendabele gaswinningsprojecten voor operators wegvallen.
- Vervroegd opruimen betekent definitief verlies van installaties en pijpleidingen die bruikbaar zijn voor de energietransitie en verlies van kennis. Dit effect wordt groter als door vroegtijdige beëindiging van gaswinning onder de Waddenzee ook de gaswinning op zee versneld afneemt.
- Uit onderzoeken⁷ blijkt dat gaswinning onder de Waddenzee geen schadelijke effecten heeft aan de natuur en dat het hand-aan-de-kraan-beleid, waarbij effecten nauwgezet worden gemonitord en gaswinning direct kan worden beëindigd of verminderd als er een risico is op schadelijke effecten, goed functioneert. Er zijn met andere woorden geen ecologische en milieutechnische redenen om de gaswinning onder de Waddenzee stop te zetten.

⁵ Artikel 1, eerste protocol van het EVRM

⁶ In de berekening is gaswinning in het gebied direct ten noorden van de Waddenzee en de Waddeneilanden buiten beschouwing gelaten, omdat dit onder gaswinning op zee valt.

⁷ Kamerstuk 29684, nr. 218

4) Buitenland

Voor toelichting over energiemix, zie ook punt 6 kernenergie

Wat zien we m.b.t. doel?

Deze tabel geeft de laatste stand van verschillende uitstoot doelen van EU lidstaten. De ESR-doelen (ESR = Effort Sharing Regulation) zijn in de EU uitonderhandeld (doelen voor sectoren die niet onder het ETS (Emission Trading Scheme voor de grotere industrie en elektriciteitssector) vallen, namelijk gebouwde omgeving, mobiliteit, landbouw en kleine industrie). ESR-doelen zijn altijd ten opzichte van 2005. Een aantal lidstaten heeft zichzelf extra nationale doelen gesteld. Die extra doelen zijn groen gemarkeerd en het gaat daarbij om extra doelen t.o.v. het 'oude' overall EU-doel van ten minste 40% t.o.v. 1990, dat inmiddels is opgehoogd naar 55%. Die zelfstandige extra nationaal vastgestelde doelen zijn soms totalen t.o.v. 1990 en soms alleen voor ESR-sectoren t.o.v. 2005.

Het Fit-for-55 pakket doet voorstellen voor nadere vertaling hiervan o.a. in opgehoogde ESR-doelen per lidstaat. De komende tijd wordt daarover onderhandeld in EU-verband, deze staan dus nog niet definitief vast. Sommige doelen zijn overigens relatief t.o.v. 1990 (algeheel klimaatdoel), anderen t.o.v. 2005 (ESR-doelen). Sommige doelen omvatten alle emissies, sommige alleen niet-ETS sectoren.

Alle nationale doelen in de tabel zijn gebaseerd op National Energy and Climate Plans, die lidstaten in 2019 bij de Europese Commissie moesten aanleveren ([link, Nederland](#)), tenzij anders aangegeven. Op basis van het Fit-for-55 pakket zullen EU-lidstaten in 2023/24 opnieuw dit soort plannen moeten aanleveren en hun nationale beleid moeten aanscherpen. Door landspecifieke situaties (grote bossen, andere landbouwsituatie, industriesamenstelling, verschillende startposities, etc.) verschilt ook het gemak waarmee landen dit kunnen doen. Over de Nederlandse situatie is hiervoor een apart stukje aangeleverd.

Land	ESR-oud (niet-ETS) t.o.v. 2005	ESR-Ff55 (niet-ETS) t.o.v. 2005	2030	Klimaat-neutraal	Opmerkingen
EU	Ten minste-30%	40%	Ten minste -55% (totaal, t.o.v. 1990)	Netto 0 in 2050	Ff55 doel is ten minste 55% en is een netto doel (zowel emissies als vastleggen koolstof meegerekend)
België	-35 %	-47%			
Bulgarije	-0 %	-10%			
Cyprus	- 24 %	-32%			
Denemarken	-39 %	-50%	-70% (totaal, t.o.v. 1990)	2050	
Duitsland	-38 %	-50%	-65% (totaal, t.o.v. 1990)	2045	In 2021 opgehoogd n.a.v. een rechterlijke uitspraak, neemt voorgestelde nieuwe ESR-verplichting wsl al mee. Duitsland heeft overigens i.v.m. erfenis Oost-Duitsland altijd hoger doel gehad.
Estland	-13 %	-24%	-70% (totaal, t.o.v. 1990)		Doel 2050 is 80% reductie t.o.v. 1990.
Finland	-39 %	-50%		2035	Doel 2035 is netto doel (balans tussen emissies en vastleggen CO2).
Frankrijk	-37 %	-47.5%	-40% (totaal, t.o.v. 1990)	2050	
Griekenland	-16 %	-22.7%			
Hongarije	-7 %	-18.7%			

Ierland	-30 %	-42%			
Italië	-33 %	-43.7%	60% ⁸ (totaal t.o.v. 1990)		
Kroatië	-7 %	-16.7%			
Letland	-6 %	-17%	-65% (totaal, t.o.v. 1990)	2050	
Litouwen	-9 %	-21%			
Luxemburg	-40 %	-50%	-55% (non-ETS, t.o.v. 2005)		
Malta	-19 %	-19%			
Nederland	-36 %	-48%	-49% (totaal, t.o.v. 1990)		Doel 2050 is -95% t.o.v. 1990 NL klimaatwet heeft streefdoel – 49% in 2030 en doel -95% in 2050. Om te voorkomen dat de NL klimaatwet in tegenspraak is met EU klimaatwet, is een aanpassing van NL klimaatwet naar klimaatneutraal 2050 in voorbereiding.
Oostenrijk	-36 %	-48%		2040	
Polen	-7 %	-17.7%			
Portugal	-17 %	-28.7%	-45% tot -55% (totaal, t.o.v. 2005)	2050	
Roemenië	-2 %	-12.7%			
Slovenië	-15 %	-27%	-20% (non-ETS, t.o.v. 2005)		
Slowakije	-12 %	-22.7%	-20% (non-ETS, t.o.v. 2005)		
Spanje	-26 %	-37.7%	-23% (totaal, t.o.v. 1990)	2050 ⁹	
Tsjechië	-14 %	-26%	-30% (totaal, t.o.v. 2005)		2050 doel is -80% t.o.v. 1990
Zweden	-40 %	-50%	-63% (non-ETS, t.o.v. 1990) ¹⁰	2045	Klimaatneutraliteit is -85% binnenland en rest kan ook op alternatieve wijzen (o.a. buitenlandse rechten; bos). Ook 2040-doel van -75% (non-ETS, t.o.v. 1990)

Relevante overwegingen bij keuze nationaal doel 2030 in NL

Doelbereik huidige klimaatbeleid

In de klimaatwet is een streefdoel van 49% reductie in 2030 t.o.v. 1990 vastgelegd. Bij de start van het klimaatakkoord is voor elke sector een indicatieve opgave vastgesteld om deze in te vullen. In de KEV2021 heeft het PBL de meest recente ramingen weergegeven van doelbereik per sector. Op basis van het vastgestelde en voorgenomen beleid geeft de KEV2021 de inschatting dat dit in

⁸ <https://esgreview.net/2021/03/17/heres-how-italy-plans-to-cut-carbon-emissions-by-60-by-2030/>

⁹ <https://www.euractiv.com/section/circular-economy/news/spain-sets-2050-target-for-a-circular-carbon-neutral-economy/>

¹⁰ https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/sweden_draftnecp.pdf

2030 leidt tot een emissiereductie van ca. 38 – 48%. De 1-11% resterende benodigde reductie, komt neer op 3-25 MT aanvullende reductie. Hierin is echter nog niet al het beleid dat het kabinet onlangs heeft ingezet meegenomen, te weten het geagendeerde beleid en de maatregelen aangekondigd in de Miljoenennota 2022. Het PBL raamt het geagendeerde beleid op 2 tot 4 Mton aanvullende reductie in ESR-sectoren, en stelt dat de maatregelen uit de Miljoenennota richting 2030 leidt tot maximaal enkele Mtonnen reductie.

Voorstellen FF55%

In de voorstellen uit FF55 zal de nationale verplichting voor ESR-sectoren (voor mobiliteit, gebouwde omgeving, landbouw en kleine industrie) worden opgehoogd van 36% naar 48% reductie t.o.v. 2005. Daarnaast zal ook het nationale doel voor energiebesparing en hernieuwbare energie voor Nederland worden opgehoogd. Door de verwachte aanscherping van het ESR-doel bedraagt het ESR-budget in 2030 66 Mton (zie verderop in deze notitie voor een toelichting op de betekenis van een budget). Ten opzichte van het huidige doel voor de ESR is dat een toename van 15 Mton. De KEV2021 raamt de ESR-emissies in 2030 op 84 Mton, waardoor de daadwerkelijke opgave op basis van het huidige klimaatbeleid 18 Mton bedraagt. Over de voorstellen opgenomen in de FF55 voorstellen zal de komende jaren worden onderhandeld – maar het is verstandig om bij de implementatie van een nieuw klimaatpakket rekening met deze opgave te houden.

Verdeling ESR-opgave over verschillende sectoren

Hoe de opgave tussen de ESR sectoren wordt verdeeld is een politieke keuze en kan bijvoorbeeld gebaseerd worden op kosteneffectiviteit, uitvoerbaarheid, betaalbaarheid, het internationale speelveld (met name in de landbouw), het langetermijnperspectief, maatschappelijke draagvlak en politieke voorkeur.

In het studiegroeprapport "Bestemming Parijs" zijn verschillende indicatieve varianten uitgewerkt voor invulling van de klimaatopgave. In dit rapport is in variant B een verdeling gemaakt om een aanvullende opgave van 19 Mton extra in de ESR in te vullen (op basis van de KEV2020), door inschattingen te maken over kosteneffectiviteit en inzichten in beschikbaarheid van potentieel in sectoren.¹¹ Aangezien in de sector mobiliteit in de KEV 2021 t.o.v. de KEV 2020 al verdergaande reducties worden voorzien, is de indicatieve verdeling hierop geactualiseerd. Een beter onderbouwde, geactualiseerde berekening zal door het PBL moeten worden aangeleverd. Dit aanvullende pakket van 18 Mton levert ook een bijdrage van ongeveer 8% CO₂-reductie aan het nationale streefdoel voor 2030. Rekening houdend met de invulling van deze ESR-opgave zal op basis van de KEV2021 de reductie voor Nederland uitkomen op 46-56% reductie.

	Restemissies Klimaatpakket 2030	Raming huidig beleid 2030 o.b.v. KEV2021¹²	Restemissies verdeling ESR-opgave FF-55%
Gebouwde omgeving	15,4 Mton	18,9 Mton	14,9 Mton (-4 Mton)
Landbouw (excl landgebruik)	22,2 Mton	25,6 Mton	18,6 Mton (-7 Mton)
Mobiliteit	25 Mton	28,7 Mton	23,7 Mton (-5 Mton)
Industrie (ESR + ETS)	35,7 Mton	40,7 Mton	38,7 Mton (-2 Mton ESR)
Elektriciteit (ETS)	12,4 Mton	9 – 21 Mton	9 – 21 Mton
Nationale reductie t.o.v. 1990 (%)	49%	38 – 48% ¹³	46 – 56%

Ophoging nationaal streefdoel naar 55%

Indien gekozen zou worden voor ophoging van het nationale streefdoel van 49% naar 55% kan worden aangesloten bij de indicatieve verdeling uit het rapport van de Studiegroep, waarbij als onderdeel van variant B, met de in het Studiegroeprapport voorgestelde maatregelen, een extra reductie wordt gerealiseerd van 8 Mton in ETS sectoren (6 in industrie, 2 in elektriciteit). Met deze

¹¹ Startpunt voor deze indicatieve verdeling zijn de nationale kosten en het technisch reductiepotentieel per sector die door PBL zijn gecijferd ten tijde van het Klimaatpakket (2018). Deze cijfers bieden het meest recente overzicht, maar zijn inmiddels niet meer geheel actueel aangezien een deel van het destijds geïdentificeerd reductiepotentieel inmiddels al is 'ingevuld'. De studiegroep heeft bepaalde aannames gedaan over het deel van potentieel dat reeds benut is en hoeveel realistisch gezien nog beschikbaar is. De gehanteerde verdeling van opgaves in de varianten is daarom ook nadrukkelijk illustratief.

¹² Hierbij wordt voor alle sectoren de middenwaarde van de raming zoals opgenomen in de KEV2021 weergegeven. Voor de elektriciteitssector geeft het PBL in de KEV2021 geen middenwaarde – maar schetst twee varianten.

¹³ Deze onzekerheidsbandbreedte is naast de varianten in de elektriciteitssector, ook gebaseerd op de onzekerheden in andere sectoren.

aanvullende reductie wordt ten opzichte van de huidige ramingen in de KEV2021 een reductie van ongeveer 50-60% gerealiseerd. Dit vergt wel een combinatie van normeren, beprijsen en investeren.

	Restemissies Klimaatakkoord 2030 (49%)	Raming huidig beleid 2030 o.b.v. KEV2021¹⁴	Restemissies verdeling opgave 55% nationaal
Gebouwde omgeving	15,4 Mton	18,9 Mton	14,9 (-4 Mton)
Landbouw (excl landgebruik)	22,2 Mton	25,6 Mton	18,6 (-7 Mton)
Mobiliteit	25 Mton	28,7 Mton	23,7 (-5 Mton)
Industrie (ESR + ETS)	35,7 Mton	40,7 Mton	32,7 (-2 Mton ESR – 6 ETS)
Elektriciteit (ETS)	12,4 Mton	9 – 21 Mton	10,4 (-2 Mton)
Nationale reductie t.o.v. 1990 (%)	49%	38 – 48%	50 – 60%

Koolstofbudgetten vs puntdoel

Ons nationaal beleid is gestoeld op puntdoelen: dat wil zeggen, eind 2030 moeten we een bepaald reductiepercentage hebben behaald. Europees klimaatbeleid gaat echter uit van koolstofbudgetten, die jaarlijks afnemen. Elk jaar moet Nederland voldoen aan dit koolstofbudget, niet alleen in 2030. Men spreekt hier van een cumulatieve opgave over de gehele periode 2021-2030. Dat betekent concreet dat als Nederland in 2030 48% reductie heeft gerealiseerd in de ESR-sectoren, het kan zijn dat de ESR-opgave over de gehele periode alsnog niet is gehaald, als deze reductie pas in 2029 daadwerkelijk heeft plaatsgevonden. Oftewel: hoe eerder de maatregelen meetellen voor reductie, hoe beter.

Uitwerking klimaatprogramma

Uitwerking en implementatie van een uiteindelijk beleidspakket zal zorgvuldig plaats moeten vinden. Dit kan door een (klimaat)programma uit te werken in de eerste 6 tot 12 maanden van de kabinetsperiode in samenspraak en iteratie met doorrekeningen door planbureaus PBL (doelbereik) en CPB (lasten), uitgaande van randvoorwaarden die in het regeerakkoord worden afgesproken. Deze randvoorwaarden zijn in ieder geval: i) keuze omtrent het 2030-doel in de Klimaatwet en ii) budgettaire randvoorwaarden voor invulling van het klimaatbeleid.

In een proces van uitwerking van *een klimaatprogramma* kan een instrumentenmix zorgvuldig worden afgewogen op doelbereik en lastengevolgen, en kan besluitvorming plaatsvinden over compensatie, ondersteuning en facilitering van burgers en bedrijven om lastenverzwaringen in het klimaatdomein voor bepaalde groepen op te vangen. Dat geeft ook ruimte om het klimaatprogramma in te vullen met draagvlak van stakeholders van het Klimaatakkoord en burgers.

Bij de uitwerking van het Klimaatprogramma kan nog rekening worden gehouden met de wijzigingen van de voorstellen die zijn opgenomen in het FF55 pakket – bijvoorbeeld ten aanzien van de andere doelstellingen op het gebied van Energiebesparing en hernieuwbare energie die mogelijk (grote) gevolgen hebben voor Nederland.

¹⁴ Hierbij wordt voor alle sectoren de middenwaarde van de raming zoals opgenomen in de KEV2021 weergegeven. Voor de elektriciteitssector geeft het PBL in de KEV2021 geen middenwaarde – maar schetst twee varianten.

5) Wind op Zee

Inzet is om minimaal 38 GW aan windenergievermogen in 2040 te realiseren. Het streven is daarvan circa 17 GW eind 2030 gerealiseerd te hebben en circa 21 GW eind 2031. Dat betekent een verhoging van de inzet in de komende kabinetsperiode van 10 GW extra windenergie op zee bovenop de reeds ingeplande 11 GW uit het klimaatakkoord. Deze 10 GW extra is een verdubbeling van de huidige ambitie tot en met 2031 en hard nodig voor het verduurzamen van de Nederlandse industrie en om de Europese klimaatdoelstelling van 55% CO₂-reductie in 2030 te halen. Dit is ook in lijn met de motie Boucke c.s.¹⁵ en het rapport van de Studiegroep Extra Opgave van het Klimaatakkoord. Tegelijkertijd is het een enorme opgave die in zeer krap tijdbestek gerealiseerd moet worden, daarvoor moeten de randvoorwaarden op orde zijn, waaronder dat er voldoende vraag naar de windenergie is, aanlanding mogelijk is, er voldoende transportcapaciteit op land is of directe afname door de industrie.

De uitrol en aanlanding van windenergie op zee wordt gerealiseerd binnen de randvoorwaarde van de ecologische draagkracht van de Noordzee zoals vastgelegd binnen wetgeving, beleid en afspraken binnen het klimaat- en Noordzeeakkoord. Dat gebeurt in afweging met andere functies en gebruikers van de Noordzee zoals een toekomstbestendige visserij, voldoende ruimte voor scheepvaart, innovaties voor voedselproductie, defensie en overig gebruik.

Benodigde investeringen voor alle betrokken departementen IenW (w.o. RWS en kustwacht), LNV, EZK (w.o. RVO) voor windenergie op zee (op basis van best beschikbare kennis)

Investeringscategorie	2022-2040	waarvan t/m 2025	waarvan t/m 2030	jaarlijks structureel na 2040
1. Inpassing op zee, waarvan	2.208	295	1.369	97
<i>Waarvan incidenteel</i>	743	235	739	
Waarborgen veiligheid zeescheepvaart	1.561	13	866	83
Transitie naar een duurzame voedselvoorziening: verduurzamen en aanpassen van de visserijsector	199	75	199	0
Voorbereiding van windparken op zee: locatie-onderzoeken door RVO en sensoren-netwerk door Rijkswaterstaat (MIVSP)	393	198	279	11
Toezicht, handhaving en beheer: Rijkswaterstaat, Kustwacht, douane en OM	55	9	24	3
2. Inpassing op land, waarvan	530	220	480	0
<i>Waarvan incidenteel</i>	530	220	480	
Mogelijke aanvullende kosten 5 beoogde aanlandlocaties ¹	500	200	450	0
Ecologisch impuls pakket Waddenzee en compensatie verzilting landbouwgronden	30	20	30	0
3. Versterking Noordzee-ecosysteem, waarvan	255	37	160	5
<i>Waarvan incidenteel</i>	164	21	119	
Natuur-inclusieve toepassingen, compenserende herstelmaatregelen en compensatie natuur in Natura 2000-gebieden	176	27	134	4
Onderzoek: WOZEP-programma	49	2	8	0
Maatregelen natuurversterking en soortenbescherming (incl. onderzoek)	31	8	18	1
Totaal generaal	2.993	553	2.009	102

¹⁵ Tweede Kamer der Staten-Generaal, 35668, nr, 21, Motie ingediend door D66, CDA, CU, PvdA en Groenlinks, aangenomen door instemming van bovenstaande partijen en VVD, SP, PvdD, Denk, Volt, Bij1 en fractie Den Haan.

¹ Over deze post bestaat nog interdepartementale discussie, over de noodzaak, de omvang (500 mln. realistisch of neerwaarts bijstellen) en de instrumentkeuze.

Om extra windenergie op zee te realiseren is het volgende nodig:

- In Q1 2022 extra windenergiegebieden aanwijzen in het Programma Noordzee. Na besluitvorming in de ministerraad van 29 oktober 2021 zal een ontwerp hiertoe op 9 november 2021 reeds ter inzage worden gelegd.
- In 2023 in de partiele herziening van het Programma Noordzee 2022-2027 aanvullende ruimte voor minimaal 17 GW vastleggen voor toekomstige windparken na 2031.
- In Q1 2022 ruimte creëren voor TenneT om eerder verplichtingen aan te kunnen gaan voor uitbreiding van het net op zee, zodat deze uitbreiding tijdig gereed is.
- In Q1 2022 starten met de ruimtelijke vergunningenprocedures voor het net op zee (de kabels van windpark naar land) voor de in het Programma Noordzee aan te wijzen windenergiegebieden. Met name voor doorkruisen van de Waddenzee gelden ecologische, technische en juridische uitdagingen, waarmee tijdige realisatie van de ambitie uitdagend is.
- Een investeringspakket (met deelpakketten) financieren voor voorbereiding en uitvoering, ruimtelijke inpassing op zee en land, en versterking van ecologie voor het realiseren van in totaal 21 GW tot en met 2031. Op basis van de huidige inzichten is hier in totaal maximaal €3 miljard voor nodig tot en met 2040, waarvan €553 miljoen in deze kabinetsperiode (zie tabel hiervoor). Hierbij wordt een onderscheid gemaakt tussen structurele en incidentele kosten. Na 2040 is hier jaarlijks rond de 100 miljoen voor nodig.
 - Het deelpakket uitvoeren voor versterking van het Noordzee-ecosysteem, bestaande uit onderzoek, natuur- en soortenbescherming en aanvullende natuurversterkende maatregelen.
 - Het deelpakket uitvoeren voor inpassing op zee, waaronder maatregelen ter borging van scheepvaartveiligheid en voor verduurzamen en aanpassen van de visserijsector inclusief de keten en gemeenschappen.
 - Het deelpakket uitvoeren voor inpassing van de aanlanding van windenergie (waar nodig én ecologisch mogelijk/wenselijk door de Waddenzee) naar het landelijk hoogspanningsnet. Dit geld uit zogenaamde gebiedsfondsen wordt gebruikt om de impact van inpassing van de aansluiting op land te verkleinen.
- Inzetten op meer onderzoek naar en versterking van de ecologie (op zee en bij aanlanding) om te zorgen dat windenergie past binnen de ecologische draagkracht van de Noordzee wat een randvoorwaarde is bij verdere uitrol. De (on) mogelijkheden daartoe worden nog nader onderzocht. Daarnaast moet in overleg met de Europese Commissie en andere Noordzeelanden samengewerkt worden op gebied van onderzoek, natuurversterking en normstelling en de uitdagingen van de Europese Green Deal om doorgroei van windenergie op zee mogelijk te maken. Ook moeten we afspraken maken met de ons omringende buurlanden over connectiviteit op zee.
- Zorgen dat er afspraken zijn tussen de industrieclusters en de windsector over de vraagontwikkeling naar groene energie en/of waterstof in de tijd om zo vraag en aanbod (van windenergie) op elkaar aan te laten sluiten. Dit is nodig om realisatie rond 2030 te halen.
- Over de aanlanding en netuitbreiding op land afspraken maken over de ruimtelijke inpassing met provincies en gemeenten.
- De beleids- en uitvoeringsorganisaties van het rijk versterken om deze opgave te kunnen uitvoeren.

6) Kernenergie

- Kolen en gas moeten richting 2050 uitgefaseerd worden. Voor kolen is dit al besloten (per 2030). Belangrijke vraag voor de Nederlandse energiemix is hoe naast zon en wind voldoende CO₂-vrij regelbaar vermogen wordt georganiseerd. Kernenergie is een van de opties in de energiemix, naast ondermeer waterstof of gascentrales op waterstof.

Buitenland - wat zien we m.b.t. doel en kernenergie/kolen/gas?

- Kernenergie kan een bijdrage leveren aan de energietransitie omdat het CO₂-vrij is en regelbaar vermogen kan leveren. Grote internationale organisaties (IPCC, IEA, OECD-NEA, IAEA, MIT) zien kernenergie dan ook als complementair aan zonne- en windenergie.
- Nieuwe kernenergie kan pas na 2030 een substantiële extra bijdrage leveren aan de klimaatdoelstellingen richting 2050, gelet op de jaren die nodig zijn voordat een nieuwe kerncentrale operationeel is.
- Om een rol te spelen in de emissievrije energiemix richting 2050 (indien dit de wens is) kan niet al te lang meer worden gewacht met het opstarten van de voorbereidingen (planning, vergunningen) voor nieuwe reactoren.
- Op dit moment zijn er echter nog te veel politieke, praktische, en technische onzekerheden om een goed geïnformeerde keuze te maken ten aanzien van kernenergie.
- In de EU kwam in 2019 circa een kwart van de elektriciteit uit kernenergie (het grootste aandeel uit Frankrijk), bijna een derde uit zon, wind en waterkracht en iets minder dan de helft uit kolen- en gascentrales.
- De EU is verdeeld t.a.v. kernenergie: de veiligheid, het ontstaan van radioactief afval versus CO₂-arme productie van elektriciteit zijn belangrijke argumenten in de discussie.
- Ook speelt in de EU de discussie over taxonomie. Het wetenschappelijke proces lijkt overigens op een opname van kernenergie in de taxonomie te wijzen.

Waar zetten landen op in?

- In de EU is het aan de lidstaat zelf om een keuze te maken voor de invulling van de eigen energiemix:
 - Nederland heeft één kleine kerncentrale tot en met 2033, faseert de kolencentrales uit per 2030 en heeft vooral veel gascentrales.
 - Duitsland faseert de kolencentrales uit per 2038 (mogelijk eerder n.a.v. nieuw kabinet) en kerncentrales per uiterlijk 2023.
 - België heeft geen kolencentrales, faseert de kerncentrales uit per 2025 (discussie over latere datum 2 centrales gaande), en bereid tenders voor gascentrales voor ter vervanging van de kerncentrales.
 - Polen overweegt vervanging van haar kolencentrales door ondermeer kerncentrales.
 - In Finland, Frankrijk, Wit-Rusland, het Verenigd Koninkrijk en Turkije worden op dit moment generatie III+ kerncentrales gebouwd.

Wie bouwt kerncentrale?

- In o.a. de Verenigde Staten (Westinghouse), Rusland (Rosatom), China (CNGG), Frankrijk (EDF), Zuid-Korea (KEPCO) zijn bouwers van grote centrales aanwezig. Daarnaast zijn in meerdere landen ontwikkelaars van zogenaamde small modular reactors aanwezig (maar deze zijn nog niet commercieel beschikbaar).

Financiering kernenergie

- Een project voor een nieuwe kerncentrale wordt gekenmerkt door hoge initiële kapitaalkosten en lange bouwperiodes, lage en stabiele operationele kosten en lange terugverdientijden. Samen met de bouwrisico's maakt dit de financieringskosten bepalend voor de kosten van de opgewekte elektriciteit.
- Een belangrijke conclusie uit de marktconsultatie kernenergie¹⁶ is dat stabiel overheidsbeleid ten aanzien van kernenergie randvoorwaardelijk is voor realisatie ervan. Wijzigende regulering

¹⁶ [Rapport KPMG inzake Marktconsultatie kernenergie | Tweede Kamer der Staten-Generaal](#)

kan potentieel tot aanvullende kosten en vertragingen leiden. De betrokkenheid van de overheid lijkt onvermijdelijk. Dit kan dan onder meer door het verstrekken van garanties door de overheid. Marktpartijen zullen naar verwachting diverse voorwaarden stellen. Het is onduidelijk of subsidies nodig zijn voor de realisatie van kerncentrales.

- Recente westerse traditionele generatie III+ reactoren (1200 – 1500 MW) kosten tussen de EUR 7,0 en 13,2 miljard met een doorlooptijd van 12-15 jaar.

Mogelijke opties voor vervolg en wat er al in gang is gezet

Mogelijke opties voor Nederland

1. Bedrijfsduurverlenging Borssele na 2033 mogelijk maken (al dan niet in combinatie met)
2. Voorbereiding van de realisatie van nieuwe kerncentrale(s).

Wat er al in gang is gezet:

- De technische en economische haalbaarheid van bedrijfsduurverlenging van de kerncentrale Borssele voor de periode na 2033 dient verder onderzocht te worden.
- Er worden stappen gezet om de Kernenergiewet aan te passen om bedrijfsduurverlenging van Borssele mogelijk te maken, indien dat laatste technisch en economisch haalbaar is.
- Eerdere onderzoeken hebben enkel vanuit een theoretisch perspectief gekeken naar de potentiële rol van kernenergie in de Nederlandse energiemix. Ook is er recent een marktconsultatie gepubliceerd. Daarnaast moet er ook nader onderzoek naar de kosteneffectiviteit hiervan relatief tot andere CO₂-vrije energiebronnen. Hiertoe wordt reeds een scenariostudie uitgezet.

Aanvullend hierop:

- De komende kabinetsperiode zou kunnen worden benut om concreet te onderzoeken waar kernreactoren zouden kunnen worden gebouwd, welk type (en welke veiligheidsvereisten) en de manier van inzet, zoals regelbaar en/of basislast en/of voor de productie van waterstof.
- Op deze manier kan daadwerkelijk een beeld worden gegeven van het potentieel, de kosten en de oplevertermijn van een nieuwe kerncentrale.
- Uiteraard is draagvlak in maatschappij en langjarig commitment vanuit Rijks- en decentrale overheid en politiek is kernenergie nodig.

Internationaal

Discussie in het buitenland kernenergie en waar zetten landen op in

- Er zijn landen die een keuze voor kernenergie maken zoals bijvoorbeeld Finland, Frankrijk, Hongarije, Slowakije, Slovenië, Roemenië, Tsjechië, Kroatië, Bulgarije. Polen stapt nieuw in en wil vanaf de dertiger jaren kerncentrales realiseren. EDF heeft hiertoe reeds een aanbod gedaan om 6GW aan kerncentrales te realiseren waarbij de Poolse overheid zelf voor 51% deelneemt.
- Zwitserland en Zweden hebben aangegeven de huidige kerncentrales op termijn (tot 2050) niet te vervangen. Het commitment van de politiek in Spanje aan haar kerncentrales is onduidelijk.
- Wereldwijd zijn er ca 30 landen die overwegen, plannen of daadwerkelijk eerste kernenergie programma's te starten. Op dit moment wordt in Wit-Rusland, Bangladesh en Turkije de eerste reactoren gebouwd. Hiernaast wordt er gebouwd in o.a. China, de VS. In de Verenigde Arabische Emiraten zijn vorig jaar 4 kerncentrales op tijd en binnen budget opgeleverd.
- De constructie van de eerste generatie III+reactoren in Europa betreft sinds 2005 (Olkiluoto 3 in Finland), 2007 (Flamanville 3 in Frankrijk), 2013 (Ostrovets in Wit-Rusland) en 2018 (Hinkley Point C in het Verenigd Koninkrijk en Akkuyu in Turkije).

Wat is de rol van de overheid? Wie draagt de risico's? Wat zijn de kosten?

- In First-Of-A-Kind (FOAK) projecten in o.a. Finland, Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk, is sprake van een belangrijke mate van financiering door de leverancier van nucleaire technologie. Marktpartijen geven aan dat dit voor nieuwe projecten niet meer reëel is gezien hun financiële positie, waardoor bij een nieuwbouwproject de overheid een belangrijke (financiële) rol zal moeten spelen;

- In het verleden en momenteel in andere landen zijn kosten- en tijdoverschrijdingen als gevolg van het vergunningsverleningsproces o.a. bij FOAK projecten veel voorkomend geweest. Het gaat dan om soms jarenlange vertragingen en kostenoverschrijdingen van miljarden, daarom is het verstandig om te kiezen voor een *proven concept*. Marktpartijen pleiten dan ook voor transparantie, harmonisering en voorspelbaarheid in het Nederlandse vergunningverleningsproces;

Financiering

- Recente westerse traditionele generatie III+ reactoren (1200 – 1500 MW) kosten tussen de EUR 7,0 en 13,2 miljard met een doorlooptijd van 12-15 jaar.
- Uit de marktconsultatie volgt:
 - dat marktpartijen naar verwachting diverse voorwaarden zullen stellen aan een eventuele participatie
 - de verwachting dat private financiers diverse garanties zullen vragen van de overheid. Private financiers zijn bereid om risico's te lopen die zij kunnen beheersen. Overige risico's zullen private financiers bij de overheid willen beleggen
 - Private financiers geven aan dat omzetgaranties onvermijdelijk zijn in het geval van private financiering. Aan deze wens kan via diverse financieringsstructuren invulling worden gegeven
- Op dit moment is nog niet onderzocht welk deel van de kosten (direct of indirect) volgens marktpartijen bij de overheid zou moeten komen te liggen. Er is eerst nader onderzoek nodig om de range van de kosten voor een nieuwe kerncentrale te bepalen en om vervolgens een realistische inschatting te maken van de budgettaire gevolgen. Financiële zekerheidsstelling door bedrijven voor ontmantelingskosten van hun nucleaire installaties speelt hier bijvoorbeeld ook een rol in.
- Bij vrijwel alle praktijkvoorbeelden wordt een financieringsstructuur toegepast, waar de overheid en/of leverancier van nucleaire technologie direct en/of indirect bij betrokken is,
 - Het coöperatieve Mankala-model (Finland) is een kostprijsmodel waarbij de investering en (afhankelijk van garanties) een belangrijk deel van de risico's door een groot aantal private partijen (waaronder circa 50-60 grootverbruikers van elektriciteit) worden gedragen
 - Andere financieringsstructuren richten zich hoofdzakelijk op het bieden van omzetzekerheid, zoals bij PPA (Power Purchase Agreement) of CfD (Contract for Difference). PPA's voorzien in afspraken tussen een energieleverancier en een (grote) afnemer over de prijs en het afnamevolume. Een CfD biedt een langjarige (bijvoorbeeld 35 jaar) garantie voor de exploitant op een 'strike price'. Indien de marktprijs onder de strike price komt, vult de overheid dit verschil aan.
 - In aanvulling op omzetzekerheid via een PPA of CfD, is het de verwachting dat financiers diverse garanties van de overheid zullen vragen. Een situatie zoals bij Hinkley Point C, waarbij het volledige bouwrisico bij de vendor (EDF) ligt, is naar verwachting niet reëel voor een nieuw project
 - In het RAB (Regulated Asset Base)-model worden reeds tijdens de bouw inkomsten gegenereerd. Deze moeten een redelijk rendement bieden aan financiers ter compensatie van onder meer bouwrisico en ontmantelingsrisico. De RAB-vergoeding is opgebouwd uit verschillende componenten. In het RAB-model wordt reeds tijdens de bouwfase een opbrengst vergoed. De vergoeding dient 'redelijke' kosten (waaronder afschrijvingslasten, operationele lasten en kosten in het kader van ontmanteling tot een bepaald niveau) te dekken en een redelijk rendement op gereguleerde activa te bieden. Binnen het RAB-model kunnen daarnaast bouwrisico's voor private financiers worden beperkt. De overheid kan hierbij een garantie afgeven ('funding cap'), waarbij investeringen boven een bepaald bedrag door de overheid worden gedragen. In dat geval ontvangt de overheid in ruil voor de investering een aandelenbelang in het project.
- Op dit moment is er geen positieve businesscase voor realisatie van nieuwe kernenergie, omdat:
 - de grootste kostenpost bij de bouw tot wel 60 % bestaat uit de kapitaallasten c.q. financieringskosten;

- vanwege de grote investering dient een kerncentrale meer dan 75 % van de tijd operationeel te zijn om rendabel te zijn voor elektriciteitsproductie, productie van waterstof, stadsverwarming, voor hitte en/of stoom in de procesindustrie. Opgemerkt worden dat gezien de grote hoeveelheid elektriciteit die nodig is voor een waterstofeconomie en de schaarse ruimte in Nederland kernenergie een belangrijke rol kan vervullen bij de productie van waterstof. Het alternatief is nog meer wind op zee of waterstof te importeren. Dit laatste creëert afhankelijkheid van het buitenland.
- Weersafhankelijke bronnen als zon en wind zijn niet regelbaar en drukken, bij een ruim aanbod van zon en wind, kernenergie nu weg in de zogenaamde merit order (volgorde van verdiensten/afschakelen van beschikbare energiebronnen);
- kernenergie kan (als enige van de CO₂-arme energiebronnen) op dit moment geen aanspraak maken op overheidssubsidies, ook niet van de SDE++;
- Met het gehele traject van vergunning verlening tot in gebruik nemen van een nieuwe kerncentrale is minimaal 10 jaar gemoeid, waarvan zeker drie jaar voor vergunningverlening (afhankelijk van de complexiteit en maturiteit van het ontwerp). Dit betekent dat dit meerdere kabinetsperiodes beslaat en dus een risico voor bedrijven indien volgende kabinetten een andere weg inslaan en er kapitaalvernietiging optreedt van gedane investeringen. De bedrijven zullen dit mogelijk op de overheid verhalen als er toezeggingen zijn gedaan in de vergunningverlening.
- Hiernaast:
- kernenergie hoeft niet duurder te zijn dan zonne- en windenergie, indien de systeemkosten worden meegerekend in de kWh-prijs van zonne- en windenergie. Deze systeemkosten, die onevenredig toenemen bij een hoger percentage zon en wind, komen nu voor rekening van de netbeheerder en worden vervolgens doorberekend aan de afnemers. Systeemkosten zijn bijvoorbeeld de extra kosten voor verzwaring van het netwerk, kosten voor balanceren van het net, aansluitingskosten.